

УДК 550.832.5

*А. О. Габбасова, М. М. Мишанов,
Ю. А. Сухова, Л. К. Борисова
АО НПП «ВНИИГИС», АО НПФ «ГИТАС»*

ВОЗМОЖНОСТИ АППАРАТУРНО-МЕТОДИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА КСПРК-Ш ДЛЯ ВЫДЕЛЕНИЯ ГАЗОГИДРАТОВ

Приведены данные, показывающие важность выявления газогидратов как для обеспечения экологической безопасности и повышения скорости движения добываемого газа, так и для поисков пригодных для промышленного извлечения газа пластов. Рассматриваются возможности выделения газогидратов в обсаженных скважинах комплексом радиоактивных методов. Показано, что реализованные в комплексной аппаратуре КСПРК-Ш многозондовые ядерно-геофизические методы могут быть использованы для выявления залежей газогидратов в условиях обсаженных скважин.

Ключевые слова: газогидраты, каротаж, комплекс ядерно-геофизических методов, обсаженные скважины.

Газогидраты (ГГ) представляют собой кристаллические соединения из воды и газа различного состава, за исключением водорода, гелия и неона. Кристаллическая ячейка ГГ имеет вид клетки из молекул воды, образующейся за счет водородных связей при определенных давлении и температуре, внутри которой располагаются молекулы газа (рис. 1). Благодаря такой структуре кристаллическая ячейка ГГ единичного объема может содержать до 160–180 объемов газа.

В настоящее время выделяют три основных типа кристаллов ГГ:

- массивные, сформированные за счет сорбции газа и воды на всей поверхности растущего кристалла;
- висцерные, при туннельной сорбции молекул к основанию кристалла;
- гель-кристаллы, образованные в воде из растворенного в ней газа при условиях гидратообразования.

Газогидрат – это метастабильный минерал, образование и разложение которого зависит не только от температуры и давления, но и от химического состава газа, а также от свойств пористой среды, в которой он располагается.

В горных породах ГГ могут занимать поровое пространство или образовывать протяженные пласты многометровой толщины.

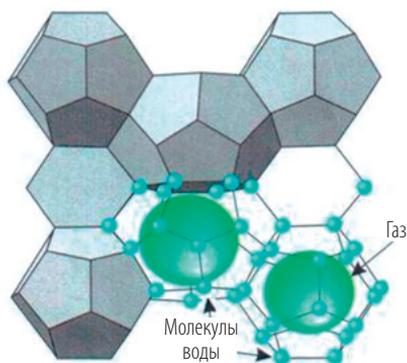


Рис. 1. Общий вид структуры газогидратов

Первые наблюдения и описания ГГ относятся к XVIII веку, а как нетрадиционный источник газа этот минерал рассматривается с 1940 г. Извлечь из ГГ природный газ удалось только в 1969 г. при разработке Мессояжского месторождения. С этого момента газовые гидраты начинают рассматриваться как потенциальный источник топлива. Во ВНИИГАЗе, институтах РАН и университетах активизируются исследования по этой тематике. В результате проведенных исследований выяснилось, что залежи ГГ в многолетнемерзлых горных породах (глубины 20–350 м) содержат лишь незначительную часть ресурсов газа, поскольку имеют линзовидное строение. Кроме того, в силу небольших глубин залегания пластовое давление этих источников невелико. Следовательно, «внутримерзлотные» залежи ГГ большей частью следует рассматривать не как источник добычи газа, а как потенциальную угрозу экологической безопасности (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), поскольку при повышении температуры и уменьшении давления газогидраты разлагаются на газ и воду с поглощением большого количества теплоты и значительным увеличением давления, что может привести к неконтролируемым газовым выбросам.

Следовательно, как потенциальный источник топлива могут рассматриваться только ГГ, приуроченные к подмерзлотной зоне (глубины от 300–600 до 1000 м) с термодинамическими условиями для гидратообразования, возникающими из-за близкого соседства с многолетнемерзлыми породами. В настоящее время известно более двухсот месторождений метановых гидратов, большая часть которых

расположена на морском дне. Известны залежи ГГ на разрабатываемых месторождениях углеводородов. Например, на Уренгойском, Ямбургском, Медвежьем и Заполярном месторождениях термодинамическая зона стабильности газовых гидратов отмечается в тибейсалинской свите. В ряде случаев из этих отложений получены промышленные притоки газа. Однако чаще всего интервалы расположения ГГ «пропускались» при каротажных и газодинамических исследованиях как непродуктивные.

Условия образования газогидратов могут иметь место не только в горных породах, но и при добыче газа и при его транспортировке – в коммуникациях и магистральных газопроводах. В этом случае резко замедляется скорость движения газа, что приводит к снижению пропускной способности.

Таким образом, во всех отмеченных выше случаях выявление газогидратов представляет собой весьма актуальную задачу как для обеспечения экологической безопасности и повышения скорости движения газа, так и для поисков пригодных для промышленного извлечения газа пластов.

Выявление метановых гидратов в естественном залегании базируется на их физических свойствах (Ю. Ф. Макогон, 2003 г.):

- плотность ГГ ниже плотности воды и льда (около $0,9 \text{ г/см}^3$), плотность газогидратных пластов ниже вмещающих примерно на 10%;
- высокое электрическое сопротивление, превышающее удельное сопротивление вмещающих горных пород в 10–15 раз;
- высокая скорость распространения акустической волны и значительное затухание амплитуды акустических колебаний (ΔT газогидратов в 1,2–1,5 раза ниже, чем для вмещающих горных пород);
- низкая проницаемость для газа и воды;
- аномально низкая теплопроводность;
- повышенная плотность тепловых нейтронов при водонасыщенной пористости 15–25%;
- активные газопроявления в процессе бурения.

Исходя из таких свойств, для выявления ГГ часто используют следующие комплексы методов:

1. *Нейтрон-нейтронный каротаж (ННК) и каротаж удельного сопротивления (КС)*. Комплекс основан на нарушении линейности зависимости коэффициента пористости – k_n (ННК) от k_n (КС). Для ГГ показания ННК тем больше, чем выше значение удельного элек-

трического сопротивления (УЭС) и чем выше газопроявления при вскрытии этого интервала.

2. *Гамма-гамма-плотностной (ГГК-П) и ядерно-магнитный каротаж (ЯМК)*. Комплекс основан на эффекте нарушения газогидратами гидрофильности горной породы. ГГ выявляются по k_n (ГГК-П) $>$ k_n (ЯМК), так как k_n (ГГК-П) определяется общим объемом пор, а k_n (ЯМК) – только объемом пор с подвижным флюидом.

3. *Нейтрон-нейтронный каротаж, ГГК-П, каротаж удельного сопротивления и акустический каротаж (АК)*. Комплекс основан на наблюдаемом в ГГ четко выраженном увеличении плотности потока нейтронов, заниженной объемной плотности горных пород, повышенном УЭС и повышенной скорости распространения акустической волны при большом затухании амплитуды сигнала акустических колебаний.

4. *Нейтрон-нейтронный и плотностной гамма-гамма-каротаж*. Комплекс основан на различии водонасыщенной и электронной (объемной) пористости: k_n (ГГК-П) $>$ k_n (ННК).

Как видно из приведенных данных, выявить ГГ по одному методу каротажа не представляется возможным. Кроме того, все эти комплексы предназначены для открытого ствола и дополняются данными газового каротажа, регистрирующего в газогидратах увеличение содержание фонового газа (CH_4), и результатами термометрии, выявляющей пласты с аномально низкой теплопроводностью.

Для выявления газогидратов в обсаженных скважинах при отсутствии данных открытого ствола таких комплексов нет. Между тем задача поисков газогидратов актуальна и для скважин старого фонда. В частности, в ряде случаев отложения подмерзлотного надсеноманского комплекса можно рассматривать как объекты возвратной эксплуатации после выработки сеноманских пластов. При этом очевидна экономическая целесообразность разработки таких объектов в районах с развитой газотранспортной инфраструктурой.

Из приведенных выше данных видно, что для определения газогидратов в обсаженных скважинах могут использоваться нейтронные методы. И не только ННК, но и другие, в том числе спектрометрическая модификация НГК и более информативный ее вариант – широкодиапазонный СНГК-Ш [3]. Еще более эффективно использование комплекса СНГК-Ш и ННК, дополненного СГК. Такое комплексирование позволяет оценивать элементный состав горных

пород, их гамма-лучевые и нейтронные свойства. На основании комплексных исследований не только выполняется литологическое расчленение разреза, но и рассчитывается объемная модель и минералогический состав глин. Это позволяет выявить коллекторы и оценить их ФЕС, а также уточнить стратиграфию отложений. Таким образом, удастся уточнить интервал возможного скопления газогидратов и более тщательно его изучить. Кроме того, комплекс НК-СНГК дает возможность решить ряд задач на основе оценки нейтронных и гамма-лучевых свойств сред, а также выполнять обработку и интерпретацию результатов измерений по методике хлорного каротажа [4], позволяющей определить характер насыщения коллекторов независимо от минерализации пластовых вод.

АО НПФ «ГИТАС» совместно с АО НПП «ВНИИГИС» разработали аппаратуру, реализующую комплекс таких методов за одну спуско-подъемную операцию. Особенностью этой аппаратуры является многозондовая конструкция, позволяющая выполнять радиальное зондирование прискважинной зоны по ядерно-физическим свойствам. Аппаратура типа КСПРК-Ш разработана в двух вариантах: КСПРК-Ш диаметром 90 мм для исследования нефтяных скважин и малогабаритная диаметром 48 мм для каротажа скважин малого диаметра и через НКТ. Малогабаритный вариант в основном используется для исследования работающих газовых скважин, поэтому часто представлен двухмодульным вариантом в комплексе с МИД-С (ОТСК-ОСЗП) [2].

Для выявления газогидратов может быть использована методика сравнения коэффициентов пористости, аналогичная $k_{п}$ (ГГК-П) > $k_{п}$ (НК), с той разницей, что вместо пористости по ГГК-П используется эффективная пористость из рассчитанной объемной литомодели. Как было отмечено выше, литомодель рассчитывается по результатам элементного анализа горных пород, выполняемого с использованием аппаратуры КСПРК-Ш. Поэтому такой способ не зависит от полноты комплекса ГИС-бурение и может быть реализован при отсутствии данных ГГК-П и АК.

Другим способом является анализ параметров дефицита плотности и водородосодержания (Pdd), коэффициентов газонасыщенности (k_r) и нейтронной пористости. Исходя из свойств газогидратов, параметры Pdd и k_r характеризуются повышенными значениями, а нейтронная пористость – пониженными по сравнению с параметрами водонасыщенных пластов.

С помощью аппаратуры КСПРК-Ш реализуются не только многометодные измерения, но и многозондовые, что позволяет осуществлять радиальное зондирование прискважинной зоны по коэффициентам газонасыщенности, параметрам дефицита плотности и водородосодержания, минералогической плотности и составу радиационно-активных элементов в трех радиальных зонах. Эти возможности также могут быть использованы для выделения газогидратов, поскольку формирование газогидратных отложений приводит к нарушению гидрофильности коллекторов и препятствует фильтрации бурового раствора в пласт в процессе бурения скважины. Таким образом, для газогидратных пластов должно наблюдаться слабое изменение параметров P_{dd} и k_r для средней и дальней зон исследования. Значения параметров по ближней зоне могут быть меньше за счет отсутствия ГГ в цементе за обсадными колоннами или больше при наличии заколонных скоплений газа.

Заколонные скопления газа чаще всего имеют техногенную природу, однако могут быть образованы и за счет непосредственного газирования горных пород. В частности, такое газирование может быть обусловлено разложением газогидратов на газ и воду при разогреве прискважинной зоны в процессе бурения. В этом случае ближняя зона приобретает «свойства» газонасыщенного пласта, водородосодержание которого зависит от концентрации газа в поровом пространстве. Иными словами, интервалы, насыщенные газом или разложившимся газогидратом, будут отмечаться резким расхождением в оценках величины пористости: нейтронная пористость по ближней зоне окажется резко заниженной по сравнению с дальней и $k_{п.эф}$.

На рис. 2 показан пример выявления газогидратов.

По данным ГИС-бурения пласт 1 в интервале 915,7–922,7 м характеризуется высоким удельным сопротивлением, низкой объемной плотностью (ГГК-П), минимальным значением ΔT . Расположенные ниже по разрезу скважины и разделенные глинистым пропластком пласты 2 и 3 (958,8–959,5 м) характеризуются слабо выраженными признаками наличия газогидратов. В особенности это касается пласта 2. Это хорошо видно по сопоставлению данных электрокаротажа и ННК (трек 1), а также $k_{п}$ (ГГК-П) и $k_{п}$ (ННК) (трек 3). При этом по результатам сопоставлений зона распространения газогидратов гораздо больше интервалов пластов и отмечается на глубинах 913,5–949,5 и 959–979,5 м. Это подтверждает тот факт, что газогидраты могут образовываться не только в коллекторах, но и в трещиноватых глинистых отложениях.

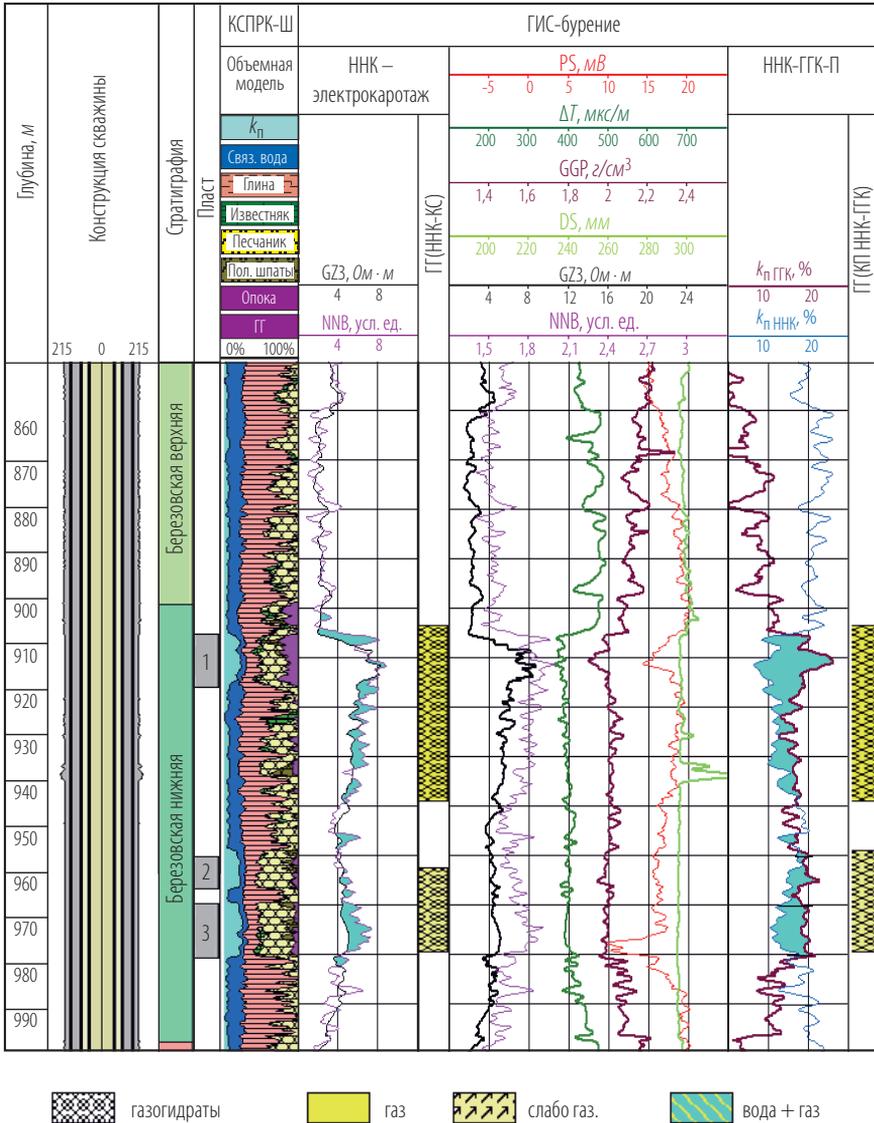


Рис. 2. Пример выявления газогидратов

В результате длительной разработки месторождения наблюдается истощение объектов эксплуатации и возникает необходимость перехода на вышележащие пласты. В связи с этим по данной скважине были выполнены исследования малогабаритной аппаратурой КСПРК-Ш, в результате которых была рассчитана объемная литологическая модель и определен характер насыщения коллекторов. Объемная модель представлена песчаниками кварцевыми и полевошпатовыми с карбонатным и глинистым цементом, глинами и алевролитами. При расчете модели принималась во внимание априорная геологическая информация о присутствии в отложениях нижеберезовской свиты опок. Опоки и опоквидные отложения характеризуются низкой проницаемостью и плотностью, поэтому по данным комплекса ГИС-бурение они легко могут быть спутаны с газогидратами.

При расчете объемной модели использовались результаты элементного анализа горных пород, минералогической плотности, параметров Pdd и соотношения нейтронных параметров. В результате дополнительно к основному составу было получено объемное содержание некой литологической разности под условным названием «опока», обозначенной на модели малиновым цветом. Однако интерпретация результатов характера насыщения горных пород показала, что часть интервалов опок характеризуется повышенными Pdd и содержаниями газа, одинаковыми для средней и дальней зон исследования (трек 6), что противоречит присутствию опок в этих интервалах. Поэтому дополнительно было выполнено сопоставление эффективной и нейтронной пористостей (трек 5), показавшее, что покрывка пласта 1 действительно содержит опоки, в то время как сам пласт 1, вероятно, включает газогидраты.

Используя оригинальную методику интерпретации КСПРК-Ш, в данной скважине была определена степень заполнения цементом пространства за эксплуатационной (168 мм) и технической (245 мм) колоннами [4] и выявлены интервалы заколонных скоплений газа. Из рис. 2 видно, что результаты нейтронной цементометрии через НКТ хорошо совпали с данными СГДТ и АКЦ, полученными при строительстве скважины. При этом в интервале пласта 1 за технической колонной (ТК) по данным АКЦ ранее наблюдалось хорошее качество цементирования, обеспеченное полным контактом цемента как с эксплуатационной колонной, так и с горной породой. По данным нейтронной цементометрии в этом интервале отмечается частичное заполнение пространства цементом.

Изменение состояния заколонного пространства ТК с течением времени может быть обусловлено «растеплением» газогидратов и образованием заколонного скопления газа, которое и было выявлено по данным радиального зондирования. Таким образом, результаты цементометрии и наличие заколонного скопления газа косвенно подтверждают наличие газогидратов в пласте 1. В интервале пласта 2 такие изменения не наблюдаются, а для пласта 3 они имеют весьма слабый характер при отсутствии заколонного скопления газа. Исходя из этого, насыщение пластов 2 и 3 можно классифицировать как газоводонасыщенное.

В интервале нижнеберезовских отложений по данным КСПРК-III наблюдаются скопления газа за эксплуатационной колонной (168 мм), но они представляют собой пузыри в гелементе, связаны с объектом эксплуатации и не могут иметь отношения к газогидратам.

Таким образом, комплексная интерпретация всех результатов КСПРК-III позволила выявить по данной скважине интервалы, содержащие газогидраты. Совпадение результатов определений с данными ГИС-бурения позволяет сделать вывод о том, что реализованные в аппаратуре многозондовые методы могут быть использованы для выявления залежей газогидратов в условиях обсаженных скважин. Это особенно важно для скважин старого фонда со скудным или практически отсутствующим ГИС открытого ствола в считавшихся ранее перспективными для извлечения углеводородного продукта интервалах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Габбасова А. О., Даниленко В. Н., Борисова Л. К. Экспресс-оценка степени заполнения заколонного пространства газовых скважин цементом по данным ядерно-геофизических методов // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2016. Вып. 6 (264). С. 75–87.
2. Кондрашов А. В., Даниленко В. Н., Шамшин В. И. и др. Многометодная спектрометрическая аппаратура ядерного каротажа для исследований газовых скважин // НТС «Вести газовой науки». М.: Изд. ООО «Газпром ВНИИГАЗ». 2014. № 3. С. 121–128.
3. Кучурин Е. С., Миллер А. А., Борисов В. И. Принципы построения макета аппаратуры широкодиапазонного спектрометрического каротажа // Деп. ВИНТИ. 02.03.88. № 6653-B88.
4. Лысенков А. И., Лысенков В. А. Технология оценки состава углеводородов в обсаженных скважинах // Изв. вузов. Нефть и газ. 2010. № 2. С. 68–73.

*Рецензент зам. генерального директора
ООО «Нефтегазгеофизика» по геологии В. М. Теленков*